

Fontenay-aux-Roses, le 28 décembre 2016

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

Avis IRSN N° 2016-00414

Objet : Réacteurs électronucléaires - EDF
Examen du retour d'expérience des réacteurs à eau sous pression du parc nucléaire- Période 2012-2014.

Réf. :

- [1] Saisine ASN - CODEP-DCN-2016-001155 du 20 avril 2016 : « Saisine du Groupe permanent d'expert pour les réacteurs nucléaires - Retour d'expérience de l'exploitation des réacteurs d'EDF et des réacteurs étrangers sur la période 2012-2014 ».
- [2] Avis du GPR - CODEP-MEA-2015-023892 du 24 juin 2015 : « Avis et recommandations du Groupe permanent réacteur du 11 juin 2015 - Optimisation de la radioprotection dans les centrales nucléaires d'EDF ».
- [3] Avis IRSN - 2014-00345 du 22 septembre 2014 : « Réacteurs électronucléaires - EDF - Centrales nucléaires du Val-de-Loire - Examen des arbitrages relatifs aux déclarations à l'ASN d'événements survenus pendant la période 2011 à 2013 ».

Conformément à la demande de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) en référence [1], l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) a évalué le retour d'expérience (REX) d'exploitation des réacteurs d'Electricité de France (EDF) et la prise en compte par EDF du REX international d'intérêt, sur la période 2012-2014. L'évaluation menée par l'IRSN s'est appuyée sur les dossiers transmis par EDF, sur les informations collectées lors de réunions techniques sur site, ainsi que sur le REX capitalisé par l'IRSN.

L'examen de l'IRSN s'est focalisé sur les trois thèmes suivants :

- la sûreté du parc en exploitation ;
- l'impact du parc en exploitation sur l'environnement ;
- la maîtrise de la conformité des installations du parc en exploitation.

L'évaluation de la radioprotection du parc en exploitation sur la période 2012-2014 a été présentée par l'IRSN au Groupe permanent d'experts pour les réacteurs (GPR) lors de sa séance relative à l'optimisation de la radioprotection pour les réacteurs d'EDF (Cf. avis du GPR en référence [2]).

Adresse courrier

BP 17
92262 Fontenay-aux-Roses
Cedex France

Siège social

31, av. de la Division Leclerc
92260 Fontenay-aux-Roses
Standard +33 (0)1 58 35 88 88

RCS Nanterre B 440 546 018

L'ÉVALUATION DE LA SÛRETÉ DU PARC ELECTRONUCLEAIRE FRANÇAIS EN EXPLOITATION

L'évolution des tendances sur la sûreté du parc électronucléaire français

L'IRSN a mené une analyse statistique, sur la base des événements significatifs pour la sûreté (ESS) déclarés par EDF sur la période 2012-2014. Cette analyse, basée sur des indicateurs de sûreté définis par l'IRSN, met en évidence des tendances dans l'évolution de la sûreté du parc électronucléaire français, dont les principaux enseignements sont mentionnés ci-après. Il convient de préciser qu'il s'agit de tendances globales et qu'il existe des disparités, parfois importantes, entre les résultats des différentes centrales.

➤ **Une conformité des installations perfectible**

L'analyse des résultats des indicateurs de sûreté liés à la « conformité de l'installation » met en évidence des différences notables entre les paliers du parc, les réacteurs du palier de 900 MWe étant les plus concernés pour cette famille d'indicateurs. Les événements recensés ont principalement pour origine des difficultés importantes rencontrées par certains exploitants pour, d'une part maîtriser leur référentiel de maintenance, d'autre part maintenir la qualification des équipements importants pour la protection.

➤ **Une rigueur d'exploitation parfois défaillante**

Sur la période étudiée, les défauts de surveillance de l'installation, de la part des opérateurs en salle de commande, des rondiers du service de la conduite et des chimistes lors de prélèvements, sont en augmentation. Ceux-ci résultent principalement de difficultés liées à l'organisation au sein de l'équipe de conduite en salle de commande, à une activité importante durant certaines phases d'exploitation et à un manque de connaissances ou d'expérience de la part de certains agents du service de la conduite dans un contexte de renouvellement générationnel. EDF devra par ailleurs maintenir un haut niveau de vigilance concernant la fonction de sûreté « refroidissement » et la fonction support « sources électriques de puissance » qui sont les fonctions de sûreté les plus concernées par les événements significatifs, notamment en raison de plusieurs écarts de conformité génériques découverts sur la période et de la multiplicité des écarts relevés sur les sources électriques de puissance.

➤ **Des interventions de maintenance et de modification matérielle mal maîtrisées**

Les événements liés à des défauts de maîtrise des interventions de maintenance et de déploiement des modifications matérielles restent à un niveau élevé et ne diminuent pas par rapport aux années antérieures à 2012. Ceci témoigne d'un manque d'efficacité des plans d'actions mis en œuvre par EDF pour réduire ces événements notamment pour ce qui concerne les « défauts d'analyse de risques » et les « non-qualités d'exécution ». Ce point de vue est partagé par l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection d'EDF qui, dans son rapport de 2015, considère que la qualité des activités de maintenance n'est pas au niveau attendu. De plus, les nombreuses défaillances au cours des phases de contrôle ou de requalification peuvent aboutir à la détection tardive des écarts.

➤ **Une stabilité de la gravité événementielle**

Le nombre d'événements « précurseur¹ » est resté stable sur la période 2012-2014 et les événements « marquants² » ont principalement concerné la typologie « organisationnelle et humaine » dont la proportion est également stable par rapport à la période précédente de 2009-2011.

➤ **Un retour d'expérience à améliorer**

L'analyse de l'IRSN met en exergue des difficultés de l'exploitant dans la prise en compte du retour d'expérience, qu'il soit externe ou interne aux centrales nucléaires d'EDF. En particulier, le processus de retour d'expérience rapide (RER), qui a pour but de diffuser rapidement à l'ensemble des sites potentiellement concernés des préconisations à la suite d'écarts dont les conséquences sur la sûreté peuvent être importantes, n'est pas suffisamment efficient. Par ailleurs, les événements significatifs et les analyses associées, permettant un partage bénéfique du retour d'expérience pour la sûreté au sein des différentes entités d'EDF, nécessitent que les événements soient correctement détectés et que tous les enseignements soient identifiés et partagés. À cet égard, la filière indépendante de sûreté (FIS) de chaque site joue un rôle important dans ce processus.

Ces évolutions et tendances générales, relevées sur la période 2012-2014 par l'IRSN via ses indicateurs de sûreté, ont notamment permis d'identifier et d'analyser de manière plus précise les thématiques suivantes présentant des enjeux en termes de sûreté.

Les écarts de conformité

L'IRSN a dressé un bilan des écarts de conformité (EC) recensés sur les réacteurs sur la période 2012-2015 et évalué la gestion du traitement de ces écarts par EDF.

Un nombre important d'écarts de conformité est présent sur les réacteurs du fait notamment de délais parfois importants de résorption, et ce malgré la diminution du nombre de déclarations d'écarts de conformité, notamment génériques.

Même si des améliorations dans le processus de traitement par EDF des écarts de conformité sont de nouveau observées sur la période 2012-2014, des difficultés demeurent. En effet, les délais pour statuer sur l'aspect générique d'un écart et circonscrire de manière exhaustive le périmètre associé sont trop souvent longs. Ceci ne permet pas à EDF, d'une part d'avoir une vision à jour des écarts de conformité présents sur les réacteurs, d'autre part d'être en capacité d'adapter de manière optimisée sa stratégie industrielle de traitement des écarts en fonction des enjeux de sûreté, les itérations et les modifications de stratégie de traitement étant alors fréquentes. Enfin, si l'appropriation de la démarche de traitement des écarts de conformité est depuis plusieurs années déjà très bien maîtrisée par les services centraux d'EDF, cette dernière reste à améliorer significativement sur une majorité de centrales, tel que cela a pu être mis en évidence par les inspections récentes de l'ASN à ce sujet.

¹ Un événement est dit précurseur lorsque son occurrence sur un réacteur induit une augmentation du risque de fusion de son cœur supérieure à 10^{-6} par rapport à la valeur de référence.

² Les événements significatifs sont qualifiés de « marquants » en raison de leurs conséquences réelles ou potentielles selon le référentiel de l'IRSN en vigueur.

Les non-qualités de maintenance et d'exploitation

Depuis 2008, malgré la mise en place de plans d'actions successifs relatifs aux non-qualités de maintenance ou d'exploitation (NQME³), le nombre d'ESS liés à des NQME ne diminue pas et les résultats escomptés ne sont pas toujours visibles sur la sûreté en 2016. De ce fait, la direction d'EDF a demandé à l'ensemble des sites de renforcer les actions déjà en place du projet NQME et d'identifier les éventuelles actions locales spécifiques à mettre en œuvre. Pour l'IRSN, ces demandes de la direction d'EDF viennent renforcer le niveau d'exigence attendu pour l'application des référentiels existants, alors que la mise en application des gestes fondamentaux demeure encore fragile (faire bien du premier coup, réaliser les activités sensibles, maîtriser le risque d'arrêt automatique de réacteur, prévenir le risque de corps migrant, systématiser la mise en œuvre des pratiques de fiabilité, fiabiliser les matériels, réaliser une auto-évaluation des sites et déployer les mesures associées). En effet, nombre de référentiels et d'exigences sont déjà anciens, mais leur déclinaison opérationnelle n'est toujours pas au niveau attendu. **L'IRSN considère que les actions à caractère technique, organisationnel ou humain prescrites par EDF sont pertinentes, mais qu'elles n'ont pas toutes été mises en œuvre jusqu'à présent de manière soutenue et efficace. À cet égard, EDF renforce notamment depuis un an l'accompagnement et la formation de ces intervenants ainsi que l'implication managériale dans ces changements. Ceci va toutefois nécessiter d'ancrer l'ensemble de ces actions dans la durée, pour atteindre l'amélioration attendue.**

Les événements « précurseurs »

L'une des méthodes d'analyse du retour d'expérience repose sur les études probabilistes de sûreté (EPS). L'objectif est d'estimer, pour un événement qui s'est réellement produit, la probabilité conditionnelle d'endommagement du cœur, également appelée « accroissement du risque de fusion du cœur », afin de donner une mesure de la gravité de cet événement. Les événements qui génèrent un accroissement du risque de fusion du cœur supérieur à 10^{-6} sont appelés « précurseurs ». Parmi ceux-ci, les événements dont l'accroissement de risque est supérieur à 10^{-4} font l'objet d'une attention particulière.

Sur la période 2012-2014, EDF a recensé 38 événements « précurseurs », nombre stable par rapport à la période précédente. Toutefois, aucun de ces événements n'engendre un accroissement de risque supérieur à 10^{-4} .

L'IRSN a analysé, pour plusieurs événements identifiés comme « précurseurs », l'impact de la prise en compte des écarts de conformité présents au moment de l'événement sur le ou les réacteurs concernés. Pour l'IRSN, la prise en compte de ces écarts permet tout d'abord de restituer une image de la sûreté plus proche de la réalité, cohérente avec l'état réel des installations. Cette démarche permet également de mieux identifier les enjeux de sûreté, en attirant l'attention, soit sur un écart en particulier, soit sur les éventuelles faiblesses des lignes de défense d'un réacteur face à une situation accidentelle spécifique. En effet, lorsque plusieurs lignes de défense redondantes sont affectées, certaines par des défauts aléatoires et d'autres par des écarts de conformité, l'accroissement du risque de fusion du cœur engendré peut être significatif. Enfin, le fait de pouvoir

³ La non qualité de maintenance ou d'exploitation (NQME) est définie comme étant un événement généré par une personne qui fait un geste inapproprié dans la préparation ou la réalisation de son activité.

disposer de ces résultats dans des délais raisonnablement courts peut conduire, pour certaines actions correctives, à accélérer leur mise en place, ce qui est de nature à limiter les conséquences potentielles sur la sûreté des défauts constatés, notamment si ces défauts sont récurrents ou génériques. Sur ce point, EDF s'est engagé à compléter le compte rendu des événements significatifs précurseurs dans un délai maximal de quatre mois après son émission initiale. L'objectif est d'y intégrer une évaluation probabiliste en tenant compte des écarts de conformité, déclarés sur le ou les réacteurs concernés, non résorbés et impactant directement la disponibilité des matériels modélisés dans les études probabilistes de sûreté de niveau 1 dédiées aux événements internes de la chaudière nucléaire.

La filière indépendante de sûreté

En 2014, l'IRSN a émis un avis concernant l'écoute de la filière indépendante de sûreté (FIS)⁴ par les directions des quatre centrales nucléaires du Val de Loire [3]. Cette évaluation reposait essentiellement sur une étude comparative des arbitrages rendus entre 2011 et 2013 par les directions de ces centrales, en cas de divergence de position entre la FIS et la filière opérationnelle de sûreté (FOS)⁵ sur le caractère déclaratif d'un événement. L'IRSN a considéré qu'en dépit d'une amélioration significative de la qualité des analyses produites par les FIS des centrales nucléaires du Val-de-Loire, le système de retour d'expérience d'EDF ne profitait pas de cette amélioration, en raison de la valorisation insuffisante de ces analyses par les directions des centrales nucléaires. En effet, les décisions de ces directions motivant le non-suivi d'une position de la FIS reposaient trop souvent sur un argumentaire peu développé que l'IRSN a estimé parfois non pertinent. Pour conforter les conclusions de cet avis, des inspections sur ce thème ont été réalisées par l'ASN en 2015 et en 2016 sur les centrales nucléaires de la Vallée du Rhône. Il en ressort que le niveau d'écoute de la FIS est similaire.

Conscient des dysfonctionnements identifiés par l'IRSN au cours de son instruction en 2014 et des constats relevés par l'ASN au cours de ses inspections, les services centraux d'EDF ont indiqué avoir initié un suivi renforcé des FIS de chaque site, dès 2012, au travers d'enquêtes annuelles, de l'analyse des remontées effectuées par les ingénieurs de sûreté ou les chefs de mission sûreté qualité de chaque site, ainsi que l'examen périodique des arbitrages effectués sur site.

À ce titre, EDF a mis en place, en 2013, un nouvel indicateur de suivi afin d'évaluer l'écoute de la FIS. L'IRSN considère que ce nouvel indicateur, basé sur les arbitrages en temps réel⁶, pourra être représentatif de l'écoute de la FIS par la direction d'une centrale nucléaire, compte tenu de l'ensemble des éléments de contexte pris en compte, notamment la disponibilité du réacteur.

⁴ La filière indépendante de sûreté réalise la vérification de l'état de sûreté des installations, en évaluant quotidiennement les paramètres et conditions d'exploitation (« vérification temps réel ») et en portant un jugement critique sur l'état des installations (« vérification temps différé ») et sur les conditions et la qualité des opérations d'exploitation (vérification des résultats des essais périodiques, de requalification des matériels importants pour la sûreté, etc.). Elle réalise également l'analyse indépendante des dysfonctionnements, des écarts et des incidents relatifs à la sûreté. Enfin, elle assure l'assistance et le conseil auprès des services opérationnels en ce qui concerne la doctrine des règles générales d'exploitation, notamment pour la préparation des interventions, réacteur en fonctionnement ou à l'arrêt pour renouvellement du combustible.

⁵ FOS : filière opérationnelle de sûreté, c'est-à-dire le service de la conduite et les services de maintenance.

⁶ Les arbitrages rendus en temps réel concernent les désaccords entre la FIS et la filière opérationnelle, à l'issue de leur confrontation journalière de l'état de la sûreté d'un réacteur (évaluation des paramètres et conditions d'exploitation du réacteur).

Le retour d'expérience international avec un focus particulier sur les pertes de phase des réseaux électriques

L'IRSN a également examiné la prise en compte par EDF du retour d'expérience des événements survenus à l'étranger sur la période 2012-2014. Le traitement par EDF de ces événements sur la période 2012-2014 apparaît satisfaisant, les enjeux de sûreté identifiés dans les différents événements d'intérêt ayant donné lieu de la part d'EDF à une analyse ou à des actions concrètes sur le parc nucléaire français.

Une série d'événements, relatifs aux défauts électriques déséquilibrés dans les réseaux triphasés, a fait l'objet d'un examen spécifique. En effet, sur la période 2012-2014, le retour d'expérience international fait état de quatre incidents au cours desquels un défaut d'ouverture de phase sur le réseau externe a perturbé la distribution électrique du réacteur (déclenchement ou détérioration d'actionneurs classés et non classés de sûreté) sans être détecté par les protections.

Au vu du retour d'expérience international, EDF a lancé une étude pour évaluer la robustesse de ses installations aux situations de perte de phase. En effet, ce type d'événements, bien que jamais répertorié sur les réacteurs français, a été identifié comme constituant un risque par EDF. Le risque de perte de phase sur le réseau externe est toutefois jugé limité de par les matériels mis en œuvre, notamment sur les réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe. De ce fait, EDF considère que le risque potentiel concerne essentiellement les réacteurs de 900 MWe.

L'IRSN estime que, une fois finalisée, l'étude engagée par EDF devrait permettre d'apprécier la robustesse des réacteurs à eau sous pression aux défauts d'ouverture de phase affectant les sources externes et de décider des mesures complémentaires à mettre en œuvre.

Par ailleurs, EDF a d'ores et déjà annoncé que des protections permettant spécifiquement de détecter les déséquilibres, via des mesures de composante inverse de courants et/ou de tensions, seront ajoutées afin de pallier l'absence de détection d'une perte de phase lorsque le réacteur est en production à puissance réduite ou lorsque les sources externes (transformateurs de soutirage et auxiliaire) alimentant les auxiliaires sont faiblement chargées. **L'IRSN considère que cette solution technique, toujours à l'étude, est acceptable sur le principe.**

L'IMPACT DU PARC EN EXPLOITATION SUR L'ENVIRONNEMENT

L'IRSN a analysé le retour d'expérience des événements affectant l'environnement sur la période 2012-2014 et plus particulièrement les événements en lien avec le confinement par les circuits, réservoirs et rétentions des effluents sous forme liquide dit « confinement liquide ». Ces derniers peuvent conduire à un marquage radioactif des sols et sous-sols, ou à un rejet non maîtrisé d'effluents. L'IRSN a également évalué le caractère suffisant des actions correctives mises en œuvre à la suite de tels événements.

Sur la période 2012-2014, le nombre d'événements en lien avec le confinement liquide a augmenté. Au-delà de l'aspect quantitatif, l'IRSN estime que les écarts relevés questionnent la maîtrise du vieillissement des installations et la suffisance des dispositions d'exploitation.

Ainsi, sur la période 2012-2014, plusieurs événements marquants en lien avec le confinement liquide ont affecté l'étanchéité des réservoirs KER⁷, TER⁸ et SEK⁹. Ces situations ont notamment concerné les centrales nucléaires de Gravelines et de Paluel qui ont fait l'objet de visites techniques de la part de l'IRSN. Bien qu'EDF considère que certains paramètres aient favorisé la survenue des défauts constatés (air salin, teneur élevée en chlorure), l'IRSN constate néanmoins que, sur ces deux sites, les exploitants ont appliqué de manière imparfaite les contrôles demandés au titre du programme de maintenance préventive. En outre, malgré la gravité des défauts constatés à Gravelines, aucune opération de contrôle complémentaire des revêtements internes des réservoirs des autres sites, notamment de ceux situés en bord de mer, n'a été entreprise par EDF (hormis à Paluel). **Pour l'IRSN, l'étanchéité des réservoirs de stockage pour contrôle avant rejet des effluents radioactifs et chimiques des réacteurs du parc en exploitation reste donc à vérifier. À ce titre, EDF s'engage à réaliser des contrôles des revêtements internes des réservoirs tous les cinq ans sur l'ensemble des réservoirs du parc, ce qui est satisfaisant.**

La détection tardive de défauts sur les réservoirs peut nécessiter de rendre indisponibles ces derniers de façon prolongée. Une telle indisponibilité, qui limite les possibilités de stockage des effluents sur le site, entraîne des contraintes supplémentaires de gestion de ces derniers au sein de l'installation. Ces contraintes sont d'autant plus fortes sur les sites situés en bord de rivière, où les débits de vidange autorisés des réservoirs sont limités réglementairement, ou encore sur les sites ne disposant pas d'une capacité de stockage initiale importante dans les réservoirs KER, TER, SEK. Sur ce point, EDF a précisé qu'une note indiquant les dispositions à mettre en œuvre en cas de perte de capacité de stockage des effluents sera diffusée aux sites en 2017.

Affaire parc « confinement liquide »

L'IRSN a analysé le contour de l'affaire parc « confinement liquide » définie par EDF et les premiers enseignements de sa déclinaison actuellement en cours sur les sites. Cette affaire parc a pour objectif de renforcer la maîtrise de l'exploitation des systèmes et des matériels participant au confinement liquide et de limiter le nombre d'événements relatifs au marquage des nappes phréatiques et au contournement des voies normales de rejets des effluents radioactifs et chimiques.

EDF a établi une note qui définit les règles de gestion pour la maîtrise du confinement liquide. Cette note précise l'ensemble des dispositions à mettre en œuvre en exploitation pour respecter les exigences réglementaires relatives au confinement liquide. L'intégration de cette note sur les sites devrait être terminée fin 2016. **L'IRSN considère que la mise en œuvre effective sur l'ensemble des sites des règles de gestion pour la maîtrise du confinement liquide devrait permettre une amélioration de la gestion du confinement liquide et la diminution des événements associés.**

Par ailleurs, EDF a étudié les dispositions permettant d'éviter qu'un déversement incidentel transitant par les réseaux d'égouts (SEO) n'atteigne l'environnement extérieur. Les solutions étudiées sont la mise en place de bassins de confinement sur le réseau SEO, la fiabilisation des dispositifs d'obturation

⁷ KER : réservoirs de stockage pour contrôle avant rejet des effluents radioactifs de l'îlot nucléaire.

⁸ TER : réservoir de santé.

⁹ SEK : réservoirs de stockage pour contrôle avant rejet des eaux d'exhaure de la salle des machines.

du réseau SEO et le renforcement de la maîtrise des activités d'exploitation et de maintenance en lien avec la prévention des pertes de confinement liquide. EDF va ainsi créer des bassins de confinement pour sept centrales nucléaires. Pour les centrales nucléaires ne disposant pas de bassin de confinement, la protection de l'environnement est assurée par le déclenchement d'obturateurs gonflables placés dans ce réseau. Compte tenu du délai restreint entre le déversement accidentel d'un produit polluant et son transfert dans l'environnement, l'exploitant doit mettre en place des dispositions techniques et organisationnelles permettant une mise en œuvre rapide des obturateurs par les opérateurs. Or des dysfonctionnements des obturateurs ont été constatés sur certains sites. À cet égard, EDF a précisé qu'une enquête est actuellement en cours afin de déterminer les causes de ces dysfonctionnements et d'examiner plus généralement la fiabilité des différents types d'obturateurs présents sur les sites. Les résultats de l'enquête seront connus à la fin de l'année 2016. Dans ce cadre, l'efficacité des obturateurs devra être démontrée pour les sites ne disposant pas de bassin de confinement. Par ailleurs, EDF s'engage à réaliser des études qui viseront à examiner si une mise en œuvre quasi-systématique des dispositifs d'obturation du réseau SEO est possible en cas de déversement incidentel en période de forte pluie.

Enfin, la rétention des eaux d'extinction d'incendie des bâtiments contenant des substances dangereuses est assurée, dans la majeure partie des cas, par les locaux de ces bâtiments. Pour les ouvrages pour lesquels la rétention assurée par ces locaux apparaît insuffisante, EDF a examiné les risques de déversement d'effluents dans le réseau SEO. Sur la base de cet examen, EDF a engagé des études de faisabilité visant à renforcer les capacités de rétention des eaux d'extinction d'incendie. La finalisation de ces études est prévue en 2016.

LA MAITRISE DE LA CONFORMITE DES INSTALLATIONS DU PARC EN EXPLOITATION

La conformité des installations d'EDF repose sur un ensemble d'activités, certaines déployées depuis la construction des centrales, d'autres mises en place au fur et à mesure de leur exploitation. L'instruction menée par l'IRSN a ainsi concerné, au travers notamment de l'analyse du retour d'expérience, les éléments primordiaux sur lesquels reposent le maintien et la vérification de la conformité des installations aux exigences qui leurs sont applicables.

Dans ce cadre, l'IRSN a examiné les dispositions d'exploitation courantes (DEC) mises en œuvre sur les installations (la maintenance, la gestion des modifications, les règles générales d'exploitation (RGE)), les processus permettant d'appréhender, de détecter et de traiter les écarts, ainsi que, plus globalement, le système de management intégré (SMI) associé. Sont développées ci-après les conclusions de l'IRSN relatives aux dispositions mises en œuvre par EDF afin de maintenir la conformité des installations aux exigences qui lui sont applicables, pour :

- garantir un référentiel d'exploitation suffisant et mis en œuvre de manière adaptée sur toutes les installations ;
- appréhender, détecter et traiter les écarts à ce référentiel ;
- gérer les interactions entre les processus permettant la maîtrise de la conformité des installations.

Par ailleurs, des difficultés persistantes concernant les modifications mises en œuvre sur les installations sont également identifiées par l'IRSN pouvant remettre en cause la conformité des installations (défauts de prise en compte de spécificités des centrales, problèmes de gestion des interfaces entre plusieurs dossiers de modification, insuffisances dans les requalifications prévues après les interventions ou encore lacunes dans la prise en compte des aspects sociaux organisationnels et humains (SOH)). **Sur ce sujet, EDF s'engage à examiner plus particulièrement ces difficultés dans le cadre de l'élaboration et la mise en œuvre des modifications associées à la quatrième visite décennale (VD4) des réacteurs de 900 MWe.**

Enfin et en complément des dispositions d'exploitations courantes, l'exploitant procède tous les dix ans au réexamen de sûreté de chacune de ses installations. Dans ce cadre, plusieurs dispositions de vérification de la conformité des installations sont mises en œuvre : les essais décennaux, l'examen de conformité des tranches (ECOT) et le programme d'investigations complémentaire (PIC). **Ces trois dispositions sont actuellement en cours de définition dans le cadre des réexamens de sûreté VD2 N4 et VD4 900.**

Le référentiel d'exploitation et sa mise en œuvre

Le référentiel d'exploitation, à partir duquel sont déclinées les DEC, est en interface et en interaction avec l'ensemble des activités des sous-processus et processus du SMI relatifs à la maintenance, la gestion des modifications et les règles générales d'exploitation. **Ce référentiel, portant les exigences applicables à l'installation, doit donc, d'une part être exhaustif, d'autre part être correctement mis en œuvre sur les sites, c'est-à-dire être intégré en temps et en heure et être appliqué de façon adéquate au moment prévu.**

➤ Le référentiel de maintenance

La création d'une nouvelle tâche dans le référentiel de maintenance provient généralement, soit d'un nouveau mode de dégradation, soit d'un mode de dégradation mieux appréhendé ou qui s'exprime avec le temps (vieillessement, par exemple). Dans la majorité des cas, ce mode de dégradation a été constaté sur des matériels dans le cadre de contrôles ou à la suite d'une indisponibilité fortuite. L'organisation actuelle d'EDF permet aux exploitants de mettre en œuvre pour la première fois les nouvelles tâches de maintenance ainsi définies dans un délai correspondant à la périodicité de réalisation prescrite pour ces tâches. Ainsi, si la nouvelle tâche consiste à contrôler un matériel tous les dix ans, l'exploitant aura la possibilité de n'effectuer ce contrôle, pour la première fois, que dix ans après. À cet égard, au travers de son examen des programmes de travaux et de contrôles prévus lors des arrêts de réacteurs, l'IRSN souligne régulièrement que certaines centrales, tout en respectant l'échéance prescrite par les services centraux d'EDF, mettent en œuvre les nouveaux programmes de maintenance préventive tardivement, sans pour autant connaître l'état réel des matériels concernés (par exemple, pour certains réacteurs en bord de mer, le programme de maintenance préventive relatif aux contrôles des ancrages). **Pour l'IRSN, cette pratique contestable peut faire perdre le bénéfice du caractère préventif d'un suivi ou d'une maintenance, au regard notamment des cinétiques des phénomènes de vieillissement redoutés.** L'IRSN constate d'ailleurs, au travers du REX, que des équipements ont été détectés indisponibles ou fortement dégradés, faute de

mise en œuvre suffisamment tôt du programme de maintenance préventive existant. Aussi, l'IRSN considère que, lors de la mise en œuvre d'un nouveau référentiel de maintenance préventive, EDF doit connaître, dans un délai adapté aux enjeux de sûreté, l'état réel, sur l'ensemble des réacteurs, des matériels concernés par ce mode de dégradation et qui n'ont encore jamais été contrôlés (réalisation d'un « point zéro »). À cet égard, EDF s'engage à « préciser les modalités de détermination du délai maximal de mise en œuvre d'une nouvelle tâche de maintenance qui doit être proportionné aux risques et aux enjeux ». Toutefois, EDF n'explique pas les objectifs qu'il se fixe par la mise en œuvre de ces nouvelles modalités. En conséquence, l'IRSN formule la recommandation n° 1 en annexe.

Fautes de planification pluriannuelle stabilisée sur les sites et de programmes de maintenance adaptés, et compte tenu d'écarts récurrents dans leur déclinaison et de la nécessité de maintenances exceptionnelles (gros composants) décidées tardivement, EDF doit faire face à un volume de maintenance très important pour garantir le niveau de sûreté de ses installations. Ceci est accentué dorénavant par un vieillissement des installations.

Face à ce constat, EDF a décidé de limiter les contrôles et les activités de maintenance à réaliser lors des arrêts de réacteurs. Pour ce faire, EDF a décidé des reports d'intervention de maintenance préventive et a également supprimé certains contrôles. Cependant, l'instruction de l'IRSN montre que certains CNPE¹⁰ n'analysent pas correctement les conséquences, sous l'angle de la sûreté, d'un report de maintenance, pouvant conduire au final à l'indisponibilité d'un équipement important pour la sûreté. En parallèle, de nombreux programmes de maintenance préventive qui venaient de faire l'objet d'une révision complète dans le cadre du prolongement de la durée de vie des centrales afin d'améliorer le taux de disponibilité des systèmes et le niveau de fiabilité des matériels ont été suspendus.

Par ailleurs, des retards d'intégration du prescriptif national ont également été constatés. Certains de ces retards n'étaient pas accompagnés d'analyse d'impact sur la sûreté. En outre, sur site, les problèmes d'intégration du référentiel de maintenance se superposent à ceux de mise à disposition du référentiel technique (plans de montage...). En effet, certains référentiels techniques sont manquants ou incomplets et nécessitent du temps pour être reconstitués par l'exploitant. C'est le cas, par exemple, du référentiel technique relatif aux supports variables des tuyauteries de l'îlot nucléaire et de celui relatif aux assemblages boulonnés. Pour tous ces référentiels, EDF a engagé ces dernières années, à l'échelon national, un gros travail de collecte, de reconstitution et de mise à jour, avant de les mettre à disposition des sites. Pour l'IRSN, ces actions concourent pleinement à la maîtrise de la conformité des installations.

Au vu de l'ensemble des éléments présentés supra, l'IRSN considère donc que les programmes de maintenance actuellement d'application sur site ne sont pas suffisants.

¹⁰ CNPE : centre nucléaire de production d'électricité.

➤ **Évolutions du référentiel d'exploitation liées aux modifications**

Le référentiel d'exploitation évolue également pour tenir compte des modifications de l'installation. Ces évolutions peuvent être pérennes afin de pouvoir exploiter de façon sûre ces nouveaux matériels ou fonctions. Elles peuvent également être provisoires afin de permettre à l'exploitant de déployer des modifications. Dans les deux cas, l'exploitant se doit de définir le référentiel adapté à chaque modification. Or l'IRSN a constaté que ce référentiel associé aux modifications était perfectible. Par ailleurs, au travers de l'instruction des déclarations de modification des installations, l'IRSN constate des difficultés de l'exploitant pour identifier l'ensemble des impacts sur le référentiel de conception et d'exploitation et tenir à jour ce référentiel.

➤ **Le référentiel lié aux RGE**

Compte tenu des délais d'instruction beaucoup trop longs, la mise à jour du chapitre IX des RGE, dédié aux essais périodiques des équipements et fonctions importants pour la sûreté, n'est souvent réalisée que plusieurs années après que des améliorations de sûreté aient été identifiées. Toutefois, la mise à jour du chapitre IX des RGE via le recours à des fiches d'amendement permet dorénavant une prise en compte plus rapide des exigences de sûreté en exploitation.

De même, des spécifications techniques d'exploitation (STE), cohérentes avec les exigences de la démonstration de sûreté en vigueur relatives à l'état technique des installations, n'ont pu être mises en œuvre. À titre d'exemple, certaines modifications matérielles du réexamen VD3 900 ne peuvent toujours pas être exploitées sur les réacteurs de 900 MWe compte tenu de la non-intégration des modifications des STE correspondantes.

Par ailleurs, la mise en œuvre sur site du chapitre IX des RGE reste, sur certains aspects, perfectible et varie significativement d'un site à un autre (suivi de tendance perfectible des critères d'essais permettant d'identifier précocement toute dégradation des performances des équipements importants pour la sûreté, non-respect des prescriptions mentionnées dans les règles d'essais...).

En synthèse, des difficultés de mise à jour, d'intégration et de mise en œuvre du référentiel d'exploitation, que ce soit celui associé à la maintenance que celui dédié aux règles générales d'exploitation persistent. De même, le référentiel technique (plans, notes de calcul...) pour certains matériels n'est pas complet ce qui pénalise la vérification des exigences applicables.

À l'issue de l'instruction, EDF s'engage à préciser, pour mi-2017, l'avancement des actions engagées pour améliorer la maîtrise de l'élaboration et de la mise en œuvre du référentiel d'exploitation sur site. Ce plan d'actions s'articule autour de trois axes : **la maîtrise de l'évolution du référentiel d'exploitation, un pilotage renforcé de sa mise en application et le développement d'outils d'aide**. De plus, EDF s'engage à formaliser, d'ici juin 2017, « *le diagnostic établi à la suite du déploiement de l'AP 913* ». Pour l'IRSN, au-delà de l'état des lieux proposé par EDF, la définition d'un plan d'actions afin de résorber les différents retards de mise à jour du référentiel d'exploitation applicable sur site est nécessaire. À ce titre, l'IRSN formule la recommandation n°2 en annexe.

Processus permettant d'appréhender, de détecter et de traiter les écarts

Au travers de revues de ces processus, tant au niveau national qu'au niveau des sites, EDF doit être en capacité d'identifier les actions qui n'auraient pas atteint l'objectif visé malgré les actions engagées. Notamment, la maîtrise de la conformité des installations repose sur le fait que l'exploitant appréhende les problématiques techniques et organisationnelles de manière proactive (par exemple, avec la réalisation d'essais ou de contrôles complémentaires, l'examen de l'impact des modifications sur les activités). À cet effet, l'IRSN estime que l'exploitant doit identifier périodiquement les améliorations à apporter aux processus de maîtrise de la conformité, en particulier en ce qui concerne :

- le système de remontée des informations et l'identification des éventuels freins à cette remontée ;
- les éventuels biais lors de la caractérisation des écarts ;
- la qualité des analyses de ces écarts et notamment la capacité à remonter aux causes profondes ;
- la pertinence des actions correctives associées et la rigueur du suivi de leur mise en œuvre ;
- la pertinence des indicateurs de suivi permettant de se prononcer sur la performance globale des processus contribuant à la maîtrise de la conformité.

➤ **Le traitement des signaux forts et faibles**

Depuis 2012, EDF a déployé une démarche d'examen des événements significatifs appelés « signaux forts », ainsi que des constats et écarts, relevés lors de l'exploitation et qui pourraient avoir un impact sur la sûreté, appelés « signaux faibles ». Malgré un investissement important d'EDF, ces démarches ne donnent pas les résultats escomptés.

La détection des signaux forts repose sur l'identification d'événements significatifs, ayant ou risquant d'avoir des conséquences notables. Une gestion efficace du REX doit permettre notamment d'identifier, le plus exhaustivement possible, les événements potentiellement génériques et d'apprécier la pertinence et l'efficacité des actions correctives ou préventives.

Dans le cadre de l'instruction, l'IRSN a relevé qu'EDF n'identifie pas de manière exhaustive l'ensemble des matériels ou des paliers qui peuvent être affectés par un même écart ou alors que cette identification peut être très longue. En outre, sur la période 2012-2014, un manque de profondeur et de pertinence des propositions d'actions correctives des services centraux à l'attention des CNPE, ainsi qu'une exploitation perfectible du REX des signaux forts, ont été relevés nécessitant la mise en œuvre pour EDF d'actions complémentaires à la demande de l'Autorité de sûreté.

Enfin, l'IRSN estime que la mise en œuvre effective des actions correctives doit être garantie et son efficacité évaluée, ce qui n'est pas systématiquement observé en pratique, tant au plan national que local.

Sur ces points, EDF s'est engagé depuis 2014 sur l'ensemble de son parc dans une démarche d'amélioration du dispositif de gestion des écarts afin de renforcer leur détection, caractérisation et traitement, et la mise en œuvre sur les sites des actions de résorption correspondantes, notamment au travers de la mise en œuvre de sa nouvelle directive interne relative au traitement des écarts en 2016. À la suite de la présente instruction, EDF s'engage à

s'assurer de la bonne appropriation par les sites de sa nouvelle directive au travers d'un accompagnement fort de ses sites par ses services centraux, ainsi qu'à présenter les enseignements de sa mise en œuvre et, le cas échéant, à mettre en place les actions nécessaires de manière réactive.

L'analyse et le suivi des signaux faibles, notamment dans le cadre de l'établissement des bilans annuels de sûreté, du suivi des matériels et des systèmes mais également des mises à jour des données de fiabilité et de l'organisation de la maintenance par la fiabilité, revêtent une importance particulière et contribuent à la conformité des installations.

Malgré les actions mises en œuvre par EDF depuis 2012, l'exploitation des signaux faibles n'est pas suffisante. En effet, certains sites ne déclarent pas systématiquement les événements qui surviennent dans leurs installations. De plus, une forte majorité des déclarations ne précise pas suffisamment la ou les causes de l'événement. **En conséquence, EDF ne dispose pas de l'ensemble des données lui permettant une évaluation précise de l'état et de la fiabilité de ses matériels.**

EDF, ayant identifié la nécessité de faire évoluer son organisation relative au traitement des signaux faibles, s'engage à définir, au 2^e trimestre 2017, les actions permettant de faciliter la collecte et l'accès aux données de REX tant au niveau local que national. De plus, dans le cadre de son programme de rénovation du système d'information du REX, EDF s'engage, sous un an, à évaluer le résultat des actions mises en œuvre.

Dans ce cadre, l'IRSN estime qu'EDF devra veiller particulièrement à identifier les leviers et les freins à l'exploitation de l'ensemble des signaux faibles disponibles.

➤ **La multiplicité des outils de suivi du traitement des écarts**

Sur les sites, les écarts sont tracés et gérés au travers de différents outils. Or la diversité de ces bases de données peut complexifier leur gestion, ce qui n'est pas de nature à favoriser la maîtrise de la conformité. De plus, cette multiplicité ne permet pas à EDF de disposer d'une vision exhaustive, en « temps réel », des écarts affectant les installations et des conséquences de leur cumul.

De ce fait, une disposition, commune à l'ensemble des différents services ou entités d'EDF (locales et nationales), dédiée à la détection, au traitement et au suivi des écarts, ainsi qu'à la capitalisation du REX, est nécessaire. À ce titre, ceci devrait être disponible au travers du système d'information d'EDF, actuellement en cours de rénovation et de déploiement sur le parc nucléaire d'EDF et les centres d'ingénierie associés.

➤ **Les bilans systèmes et matériels, les visites de terrain**

Dans ses processus, EDF a défini des dispositions et des indicateurs afin de suivre ses différentes activités pour relever, soit des dérives, soit des bonnes pratiques. Ceux-ci doivent notamment permettre à l'exploitant d'anticiper l'apparition d'un écart ou de réagir rapidement lorsqu'un écart survient. Ainsi, EDF a défini plusieurs modalités associées aux activités de maintenance préventive, dont les bilans des systèmes, les bilans des matériels, les visites de terrain ou encore les visites « de conformité ».

Les bilans des systèmes permettent « une évaluation permanente et réactive » de l'état de santé des systèmes, dans l'objectif d'optimiser les programmes de maintenance, d'adapter les

règles d'exploitation ou de modifier les principes de conception des systèmes. Ces bilans des systèmes s'appuient entre autres sur des visites de terrain.

Les bilans des matériels permettent l'analyse périodique de l'état de santé d'un ensemble de composants. Leur objectif est de suivre et d'améliorer le niveau de fiabilité des composants en détectant au plus tôt les problèmes de vieillissement, d'obsolescence, de gestion des pièces de rechange, mais aussi de juger de la pertinence du suivi et de la maintenance préventive.

Les visites de conformité, prescrites dans le cadre des référentiels de maintenance, sont destinées à vérifier visuellement la conformité du montage des matériels. Durant ce contrôle, le chargé de composant avait pour mission de vérifier le respect des plans de montage, des exigences de maintien de la qualification aux conditions accidentelles...

Sur ces sujets, une grande disparité existe dans l'établissement des bilans par les CNPE, ce qui ne permet pas, pour l'IRSN, d'obtenir une exploitation pertinente au plan national. De plus, les visites de terrain n'étant pas structurées et formalisées, elles ne permettent pas de garantir leur mise en œuvre selon le référentiel d'exploitation défini. Enfin, les visites de conformité n'ont jamais été mises en œuvre. Cependant, EDF a décidé en 2016 que la démarche dans laquelle s'inséraient ces bilans et visites était assez mature pour revoir à la baisse le périmètre et la périodicité de production des bilans et se « recentrer » sur les « enjeux du parc », que sont « le maintien d'un haut niveau de performance de production en toute sûreté et la réduction significative du nombre d'arrêt automatique réacteur (AAR) ».

L'IRSN estime que ce « recentrage » sur le quotidien valorise le court terme au détriment du moyen et long termes. De plus, cette décision risque d'accentuer l'hétérogénéité entre les sites, sans faire progresser ceux déjà en retrait. EDF renonce ainsi à l'un de ses investissements fort et structurant en maintenance de ces dernières années auquel il s'était engagé en 2008.

Au cours de l'instruction, EDF a confirmé qu'il n'envisageait pas de réintégrer les « visites de conformité » dans le référentiel de maintenance. Toutefois, conscient que les résultats escomptés ne sont pas atteints en termes de fiabilité des matériels, EDF s'engage à expliciter sa stratégie de suivi des matériels et des systèmes, d'ici juin 2017, en justifiant les évolutions apportées à la démarche de fiabilité, sur le volet « maîtrise d'ouvrage technique » et sur le volet « mise en œuvre de nouvelles pratiques de maintenance ».

➤ **Le processus MEEI**

Avoir un état exemplaire des installations est non seulement nécessaire pour assurer la sûreté des installations, mais aussi pour garantir sa bonne maintenance en mobilisant durablement les ressources humaines (appropriation de l'installation, « calage » des exigences, détection et traitement des écarts). À cet égard, en 2005, EDF a déployé le projet « obtenir un état exemplaire des installations » (OEEI) sur l'ensemble du parc nucléaire selon un référentiel d'évaluation conforme aux exigences internationales. Depuis 2012, EDF a mis en place des structures pérennes « maintenir un état exemplaire des installations » (MEEI) dans les centrales. Cependant, après dix ans de mise en œuvre de cette démarche, elle nécessite encore une attention particulière. L'IRSN a constaté qu'EDF éprouve des difficultés à mettre en œuvre le référentiel dédié à la propreté des matériels et circuits et à l'exclusion des corps ou produits

étrangers. Au travers de comptes rendus de diverses visites de chantiers, l'IRSN a également noté que la gestion des fuites en service ne semble pas avoir atteint les objectifs fixés par le processus MEEI. La démarche relative aux fuites a surtout contribué au développement d'une approche « curative », au détriment d'une vision plus préventive. **Sur ce point, l'IRSN considère primordial qu'EDF intègre tout le retour d'expérience acquis au travers du processus MEEI dans ses référentiels d'exploitation et de maintenance. De plus, certains écarts détectés dans le cadre de ce processus ne relèvent pas uniquement de l'état des installations mais également du respect d'exigences de sûreté.**

Au cours de l'instruction, EDF a confirmé que tous les constats concernant des EIP¹¹ ou des AIP¹², relevés dans le cadre du processus MEEI, n'avaient pas vocation à être traités dans le cadre de ce processus. À ce titre, EDF a développé une application informatique, qui sera mise en œuvre début 2017, facilitant le traitement des constats quelle qu'en soit la nature. En particulier, elle permettra de renforcer le lien entre les processus MEEI et le traitement des écarts.

Gestion des interactions entre les processus permettant la maîtrise de la conformité

Le macro-processus d'EDF « fiabiliser les matériels et gérer le patrimoine industriel » regroupe les activités relatives à la maintenance, au référentiel d'exploitation (maintenance, plans...), aux modifications, à la gestion du vieillissement, à la pérennité de la qualification aux conditions accidentelles... Les interfaces et les interdépendances au sein de ce macro-processus sont très fortes et méritent une grande attention de la part de l'exploitant.

L'IRSN a constaté des dysfonctionnements dans les interfaces entre différentes activités de ce macro-processus. Par exemple, EDF a mis en place un processus « maîtrise du vieillissement » au sein du macro-processus « fiabiliser les matériels et gérer le patrimoine industriel ». Cependant, un certain nombre d'affaires ayant trait à la maîtrise du vieillissement sont portées par d'autres processus, comme par exemple le processus relatif à l'obsolescence. Si l'interface entre ces deux processus n'est pas clairement définie et revue périodiquement, l'objectif visé par le processus « maîtrise du vieillissement » peut être remis en cause. **Ainsi, l'IRSN considère qu'EDF doit définir clairement les interfaces entre chaque sous-processus, projets et activités faisant partie du macro-processus « fiabiliser les matériels et gérer le patrimoine industriel ».**

Sur ce point, EDF s'engage à formaliser les interfaces entre chaque sous-processus, projets et activités faisant partie du macro-processus « fiabiliser les matériels et gérer le patrimoine industriel », sous l'angle de leur contribution à la conformité des installations. Cette formalisation devra permettre ainsi à EDF de caractériser et d'évaluer périodiquement l'efficacité de son organisation sur cet aspect.

¹¹ EIP : au sens de l'arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base (INB), un EIP est un équipement important pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L.593-1 du code de l'environnement. Cet équipement contribue à la prévention des risques et des inconvénients pour la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement.

¹² AIP : au sens de l'arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux INB, est une activité importante pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L.593-1 du code de l'environnement. Cette activité contribue à la prévention des risques et des inconvénients pour la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement.

CONCLUSION

Sur la période 2012-2014 et notamment sur la base de ses indicateurs, l'IRSN estime que le retour d'expérience met principalement en exergue des problématiques liées à la surveillance courante de l'installation, aux analyses de risques, à la qualité des interventions de maintenance et d'exploitation et au maintien de la qualification des équipements ; ces sujets sont examinés de manière plus générale au travers de la maîtrise de conformité évoquée ci-après.

Par ailleurs, le retour d'expérience international montre l'intérêt de prendre en compte la problématique de survenue de défauts électriques déséquilibrés dans les réseaux triphasés. Sur la base des premières études menées par EDF sur ce sujet, l'IRSN estime satisfaisant, à ce stade, les dispositions actuellement prévues par l'exploitant.

Concernant le retour d'expérience relatif à l'environnement sur la période 2012-2014, le nombre d'événements en lien avec le confinement par les circuits, réservoirs et rétentions des effluents sous forme liquide a augmenté. Ces événements peuvent conduire à un marquage radioactif des sols et sous-sols, ou à un rejet non maîtrisé d'effluents. À la suite de l'instruction, EDF a complété, par un ensemble d'engagements, les actions d'ores et déjà initiées relatives au vieillissement des équipements concernés et aux dispositions d'exploitation, à l'origine de ces événements.

De manière générale, l'instruction de l'IRSN met en exergue des difficultés récurrentes dans la capacité d'EDF à maintenir la conformité de ses installations à leur référentiel. Notamment, les non-qualités de maintenance ou d'exploitation sont encore trop élevées, ce qui a conduit EDF à renforcer significativement en 2016 les actions déjà en place du projet NQME, notamment l'accompagnement et la formation de ces intervenants ainsi que l'implication managériale dans ces changements sur les sites. **De même, l'instruction de l'IRSN identifie des difficultés pour les intervenants sur site, à appréhender correctement les exigences définies aux équipements et, par conséquent, à être en capacité à détecter et traiter correctement leurs éventuels écarts.** Conscient de cet écueil, les services centraux d'EDF ont mis à jour, en 2016, la directive interne dédiée au traitement des écarts et ont engagé un vaste programme d'accompagnement des sites, afin que ces derniers se l'approprient et que des résultats positifs des actions engagées soient obtenus rapidement.

En complément, l'IRSN estime qu'EDF doit consolider l'utilisation du retour d'expérience d'exploitation de l'ensemble de ses installations, réinterroger la suffisance et la pertinence de ses outils et organisations, ainsi que mettre à jour et pérenniser son référentiel d'exploitation, gages de la maîtrise de la conformité de ses installations. **Ce dernier point fait l'objet de deux recommandations de l'IRSN.**

De manière générale, EDF a initié ou renforcé sensiblement depuis 2015 ses actions en vue de maîtriser la conformité de ses installations. En complément, EDF s'engage à les compléter, à l'issue de cette instruction, sur un certain nombre de thématiques notamment les référentiels de maintenance, technique et d'exploitation, la gestion des écarts et la gestion des interfaces entre les processus contribuant à la conformité de l'installation.

L'IRSN estime que la maîtrise de la conformité des installations, notamment au travers de l'ensemble des actions à poursuivre ou à engager mentionnées notamment ci-dessus, nécessite un engagement significatif et dans la durée de la part d'EDF.

Pour le Directeur général et par délégation,

Franck BIGOT

Adjoint au directeur de l'expertise de sûreté

Annexe à l'avis IRSN/2016-00414 du 28 décembre 2016

Recommandations

Recommandation n° 1

L'IRSN recommande que, dans le cadre de la mise en œuvre d'une nouvelle tâche de suivi et de maintenance, un état des lieux des matériels concernés (point zéro) soit réalisé dans un délai adapté aux enjeux de sûreté. L'exploitant devra justifier ce délai pour chaque réacteur.

Recommandation n° 2

L'IRSN recommande qu'EDF définisse un plan d'actions afin de tenir à jour le référentiel d'exploitation relatif aux RGE et à la maintenance pour chaque réacteur.